

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Применение эквивалентной циркуляционной плотности для контроля
давлений на примере скважин Красноленинского нефтегазоконденсатного
месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологический факультет
Пискарева Руслана Дмитриевича

Научный руководитель
кандидат геол.-мин.наук, доцент _____ К.Б.Головин

Зав. кафедрой
кандидат геол.-мин.наук, доцент _____ Е.Н. Волкова

Саратов, 2025

Введение. Пластовое давление и эквивалентная циркуляционная плотность являются ключевыми параметрами в области бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений. Эти показатели играют важную роль в оценке состояния пластов, управлении процессами добычи углеводородов и обеспечении безопасности буровых работ.

Пластовое давление представляет собой давление, существующее в пористой среде, заполненной флюидами, такими как нефть, газ или вода. Оно зависит от многих факторов, включая глубину залегания пласта, состав флюидов и геологические условия. Правильная оценка пластового давления необходима для определения потенциальной продуктивности месторождения и разработки эффективных методов его эксплуатации.

Эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) — это важный параметр, который используется для характеристики давления, создаваемого в процессе бурения. Эквивалентная циркуляционная плотность учитывает не только плотность бурового раствора, но и дополнительные факторы, такие как высота столба жидкости и давление на устье скважины. Правильный расчет эквивалентной циркуляционной плотности помогает предотвратить такие нежелательные явления, как выбросы флюидов на поверхность, что может привести к серьезным авариям и экологическим последствиям.

В данной работе мы рассмотрим основные аспекты, связанные с пластовым давлением и эквивалентной циркуляционной плотностью, а также их влияние на процессы бурения и разработки месторождений.

Цель бакалаврской работы состоит в определении и расчете эквивалентной циркуляционной плотности, а также в сравнении полученных результатов с пластовым давлением для анализа их влияния на процессы бурения и эксплуатацию скважин.

Для достижения поставленной цели будут изучены основные задачи, такие как:

- Изучение геолого-геофизической информации о Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение;

- Ознакомление с методами и задачами, связанных с применением эквивалентной циркуляционной плотности и давления в процессе бурения скважин.
- Освоение методов обработки и интерпретации полученных данных.

Объектом исследования является скважина 1117 Красноленинского НГКМ. Предметом исследования являются ключевые параметры, которые определяют динамику и безопасность процессов в нефтегазовой промышленности, а именно эквивалентная циркуляционная плотность и пластовое давление.

Актуальность темы обусловлена возможностью снижения рисков и повышения эффективности добычи ресурсов благодаря своевременному выявлению отклонений в результатах определения эквивалентной циркуляционной плотности и гидроразрыва пласта в процессе строительства скважины. Работа состоит из следующих разделов:

Введение

Геолого-геофизические характеристики района работ

Методика исследования

Результаты исследований

Основное содержание работы.

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Российской Федерации в западной части Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 160 км северо-западнее от города Ханты-Мансийска. В геологическом строении Красноленинской нефтегазоносной области участвуют различные комплексы пород - от докембрийских до современных включительно. В строении фундамента принимают участие породы докембрийского, палеозойского и триасового возрастов. Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на Красноленском своде, характеризуется сложной тектонической структурой. В этой области присутствуют как древние, так и более молодые тектонические элементы. Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение

расположено на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и относиться к Красноленинской нефтегазоносной области.

На скважине 1117 Красноленинского нефтегазоконденсатное месторождение было проведено бурение трех секций, для каждой из которой применялись режимные параметры, согласно плану работ. В процессе бурения каждой секции осуществлялся тщательный мониторинг эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) с использованием специализированного программного обеспечения.

Расчеты гидравлических параметров по стволу с глубины 10,0 м проводились с использованием программы. В процессе расчетов учитывались данные о буровом растворе, параметры наземного оборудования, характеристики шлама, технологические параметры (такие как давление и плотность на входе) и компоновка долота, а также конструктивные особенности скважины. При интерпретации результатов подбирались оптимальные реологические модели. Для выбора рекомендованной модели в качестве критериев использовались сравнения расчетных суммарных потерь давления с фактическим давлением на входе.

Бурение секции обсадной колонны Ø426мм пилотного ствола (интервал 10-60м) прошло без каких-либо нарушений и в полном соответствии с проектной документацией. Все запланированные режимы бурения были строго соблюдены. Гидравлические расчеты в интервале 10-60 м проводились по модели Бингама, значения ЭЦП варьируются от 1069,1 до 1,076 г/см³.

Секция ОК Ø245мм пробурена двумя рейсами, поскольку в процессе бурения зафиксировано частичное поглощение в интервале 60–153 м. Разница между фактическим давлением на входе и расчетными суммарными потерями давления меньше всего по модели Ньютона. При бурении интервала 60–108 м с использованием полимерглинистого раствора наблюдались изменения в характеристиках раствора, в частности, снижение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) от 1,071 до 1,031 г/см³. Такое снижение связано с поглощением бурового раствора глинами в процессе бурения, что

приводит к уменьшению плотности раствора и влияет на гидродинамические параметры скважины. Поглощение раствора способствует изменению условий фильтрации и может оказывать влияние на стабильность стенок скважины. Полученное осложнение подчеркивает важность выбора оптимальной модели для оценки потерь давления и учета изменений свойств бурового раствора в процессе бурения.

После анализа полученных данных и оценки гидродинамических условий со стороны заказчика было принято решение о переходе с полимерглиниситового раствора на техническую воду плотностью $1,01 \text{ г/см}^3$. Это решение позволило снизить риски, связанные с поглощением раствора и нестабильностью параметров.

В результате удалось восстановить стабильный режим бурения и продолжить работы в интервале 153–923 м на полимерглинистом растворе, как было запланировано. Для интервала 153-923 м также произведена оценка потерь давления при использовании различных гидродинамических моделей, наиболее подходящей оказалась модель Бингама. Значения эквивалентной циркуляционной плотности варьируются в диапазоне от 1,10 до 1,14 г/см^3 при плотности раствора от 1,07 до 1,10 г/см^3 .

Далее приступили к бурению секции ОК Ø168мм в интервале 923-2600м, этот интервал был пробурен двумя рейсами. Все запланированные режимы бурения были строго соблюдены. Сравнения моделей при бурении пилотного ствола, пробуренный в интервале 923,0-2600,0м на РУО, где расчетные суммарные потери давления по модели Бингама составили 122-202 атм, по модели Степенная – 124-205 атм, по модели Ньютона – 123-203 атм при фактическом давлении на входе 126-215 атм и расходе на входе 29-38 л/сек. Разница между фактическим давлением на входе и расчетными суммарными потерями давления меньше всего по модели Степенная, поэтому для 930-2600 м была выбрана данная модель. Во время бурения второго рейса под ОК Ø168 мм было зафиксировано газонефтеводопроявление (ГНВП). Это осложнение возникло при сохранении планового режима работы в условиях равновесия,

при котором плотность бурового раствора снижалась с 1,08 до 1,03 г/см³. Значения ЭЦП остаются стабильными на первых сотнях метров, указывая на однородные геологические условия. С 2300 м наблюдается резкое увеличение ЭЦП свыше 1,16–1,17 г/см³, что свидетельствует о прохождении через проницаемые слои и возможных газонефтеводопроявлениях. Эти изменения требуют дополнительного контроля для оценки рисков и корректировки режима бурения.

Таким образом, анализ данных ЭЦП в пилотном стволе свидетельствует о наличии зон с повышенной проницаемостью и активных газонефтеводопроявлений, что указывает на прохождение через эти слои и возможное проявление гидравлического неравновесия давления. В процессе бурения вышеописанные осложнения, которые влияют на гидродинамические условия в скважине. Эти изменения требуют постоянного мониторинга для своевременного выявления и предотвращения возможных аварийных ситуаций.

На глубине 2310 м выполнена вырезка окна, после чего продолжили бурение по продуктивной части ствола до глубины 2800 м. Этот интервал был пробурен за один рейс с применением РУС. В процессе выполнения работ режимы бурения были строго соблюдены, включая параметры скорости вращения, давления на долото и расход бурового раствора, что обеспечило стабильность технологического процесса и высокое качество выполнения работ. В диапазоне глубин 2310–2800 м проведены расчеты эквивалентной циркуляционной плотности с применением трех различных моделей. По итогам анализа был выбран наиболее оптимальный вариант - Степенная модель, характеризующийся минимальными суммарными потерями давления, что свидетельствует о его высокой эффективности и безопасности. Значения ЭЦП демонстрируют стабильность гидродинамических условий при бурении интервала 2310–2800 м, что подтверждает правильность выбранной модели и ее применимость для оценки давления в процессе бурения.

При бурении горизонтального ствола эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) не превышала градиентов гидроразрыва и пластового

давления, что свидетельствует о соблюдении безопасных режимов бурения. Такой контроль позволяет обеспечить стабильность процесса, предотвратить возможные аварийные ситуации и поддерживать оптимальные условия на забое.

Заключение. В выпускной квалификационной работе представлены данные о геологическом строении месторождения, а также рассмотрен комплекс методов, позволяющих анализировать давления и эквивалентную циркуляционную плотность (ЭЦП).

В ходе подготовки работы проведена интерпретация технологических данных каротажа с целью определения и расчета эквивалентной циркуляционной плотности, а также сравнения полученных значений с пластовым давлением. Это позволило проанализировать их влияние на процессы бурения и эксплуатацию скважин.

На скважине 1117 Красноленинского нефтегазоконденсатное месторождения посредством гидравлических расчетов и анализа пластовых давлений в автономном режиме проведен контроль внутрискважинных и пластовых давлений. В ходе гидравлических расчетов были выбраны оптимальные реологические модели по критерию соответствия расчетных суммарных потерь и фактического давления на входе.

Полученные по выбранным моделям значения расчетных эквивалентных циркуляционных плотностей (ЭЦП) показали, что при бурении не был превышен плановый градиент гидроразрыва, однако значения приближены к градиенту пластового давления. Согласно требованиям ГОСТ, допустимое отклонение плотности бурового раствора от проектных значений в процессе не должно превышать $0,03 \text{ г/см}^3$. Однако при бурении скважины 1117 Красноленинского месторождения в процессе строительства наблюдаются отклонения, превышающие $0,1 \text{ г/см}^3$, что свидетельствует о необходимости корректировки режима бурения и контроля параметров раствора. Рекомендуется усилить контроль за плотностью бурового раствора, а также

своевременно вносить коррективы в технологический режим для обеспечения соответствия проектным требованиям и предотвращения аварийных ситуаций.

Таким образом, выбранные модели для расчета эквивалентной циркуляционной плотности продемонстрировали высокую точность и надежность, и могут быть рекомендованы для применения при расчетах на будущих скважинах. Это позволит повысить уровень безопасности и повысить эффективность буровых работ.